IEC 61400-13

Edition 1.1 2021-12
CONSOLIDATED VERSION

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

colour inside

Wind turbines –
Part 13: Measurement of mechanical loads

Éoliennes –
Partie 13: Mesurage des charges mécaniques

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 27.180

ISBN 978-2-8322-1059-6

Warning! Make sure that you obtained this publication from an authorized distributor.
Attention! Veuillez vous assurer que vous avez obtenu cette publication via un distributeur agréé.

® Registered trademark of the International Electrotechnical Commission
Marque déposée de la Commission Electrotechnique Internationale

IEC 61400-13

Edition 1.1 2021-12
CONSOLIDATED VERSION

REDLINE VERSION

VERSION REDLINE

colour inside

Wind turbines –
Part 13: Measurement of mechanical loads

Éoliennes –
Partie 13: Mesurage des charges mécaniques



IEC 61400-13:2015-12+AMD1:2021-12 CSV(en-fr)

CONTENTS

FOREWORD 8
INTRODUCTION 10
INTRODUCTION to Amendment 1 10
1 Scope 11
2 Normative references 11
3 Terms and definitions 11
4 Symbols, units and abbreviations 14
5 General 16
5.1 Document structure 16
5.2 Safety during testing 17
6 Test requirements 17
6.1 General 17
6.2 Test site requirements 17
6.3 Measurement load cases 17
6.3.1 General 17
6.3.2 MLCs during steady-state operation 18
6.3.3 MLCs during transient events 18
6.3.4 MLCs for dynamic characterization 19
6.3.5 Capture matrices 20
6.4 Quantities to be measured 23
6.4.1 General 23
6.4.2 Load quantities 23
6.4.3 Meteorological quantities 25
6.4.4 Wind turbine operation quantities 25
6.5 Turbine configuration changes 26
7 Instrumentation 27
7.1 Load quantities 27
7.1.1 Types of sensors 27
7.1.2 Choice of sensor location 27
7.1.3 Measurement of blade root bending moments 27
7.1.4 Blade bending moment distribution 28
7.1.5 Blade torsion frequency/damping 28
7.1.6 Measurement of rotor yaw and tilt moment 28
7.1.7 Measurement of the rotor torque 28
7.1.8 Measurement of tower base bending 28
7.1.9 Tower top bending moments 28
7.1.10 Tower mid bending moments 29
7.1.11 Tower torque 29
7.1.12 Tower top acceleration 29
7.1.13 Pitch actuation loads (on hub side of pitch bearing) 29
7.2 Meteorological quantities 29
7.2.1 Measurement and installation requirements 29
7.2.2 Icing potential 29
7.2.3 Atmospheric stability 29
7.3 Wind turbine operation quantities 30

7.3.1 Electrical power 30
7.3.2 Rotor speed or generator speed 30
7.3.3 Yaw misalignment 30
7.3.4 Rotor azimuth angle 30
7.3.5 Pitch position 30
7.3.6 Pitch speed 30
7.3.7 Brake moment 30
7.3.8 Wind turbine status 30
7.3.9 Brake status 30
7.4 Data acquisition system 31
7.4.1 General 31
7.4.2 Resolution 31
7.4.3 Anti-aliasing 31
8 Determination of calibration factors 31
8.1 General 31
8.2 Calibration of load channels 32
8.2.1 General 32
8.2.2 Blade bending moments 33
8.2.3 Main shaft moments 33
8.2.4 Tower bending moments 34
8.2.5 Tower torque 34
8.3 Calibration of non-load channels 35
8.3.1 Pitch angle 35
8.3.2 Rotor azimuth angle 35
8.3.3 Yaw angle 35
8.3.4 Wind direction 35
8.3.5 Pitch actuation loads 35
8.3.6 Brake moment 36
9 Data verification 36
9.1 General 36
9.2 Verification checks 36
9.2.1 General 36
9.2.2 Blade moments 37
9.2.3 Main shaft 38
9.2.4 Tower 38
10 Processing of measured data 39
10.1 General 39
10.2 Fundamental load quantities 39
10.3 Load quantities for larger turbines 39
10.4 Wind speed trend detection 39
10.5 Statistics 40
10.6 Rainflow counting 40
10.7 Cumulative rainflow spectrum 40
10.8 Damage equivalent load 40
10.9 Wind speed binning 41
10.10 Power spectral density 42
11 Uncertainty estimation 42
12 Reporting 42

Annex A (informative) Example co-ordinate systems 46
A.1 General 46
A.2 Blade co-ordinate system 46
A.3 Hub co-ordinate system 46
A.4 Nacelle co-ordinate system 47
A.5 Tower co-ordinate system 48
A.6 Yaw misalignment 49
A.7 Cone angle and tilt angle 49
A.8 Rotor azimuth angle 50
A.9 Blade pitch angle 50
Annex B (informative) Procedure for the evaluation of uncertainties in load measurements on wind turbines 51
B.1 List of symbols 51
B.2 General procedure 52
B.2.1 Standard uncertainty 52
B.2.2 Analytical combination of standard uncertainties 53
B.2.3 Total uncertainty 54
B.3 Uncertainties of binned averaged values 55
B.3.1 General 55
B.3.2 Uncertainty of calibration and signal 55
B.3.3 Uncertainty of the bin scatter 55
B.3.4 Uncertainty of the x-axis quantity 55
B.3.5 Uncertainty of bin averaged mean values 55
B.4 Standard uncertainty of DEL and load spectra 56
B.5 Examples of an uncertainty evaluation 56
B.5.1 Example for analytical shunt calibration of tower torque 56
B.6 Determination and use of calibration matrix 65
B.6.1 Determination of the calibration matrix 65
B.6.2 Use of the calibration matrix 66
B.6.3 Time series 67
Annex C (informative) Sample presentation of mechanical load measurements and analysis 69
C.1 General 69
Annex D (informative) Recommendations for offshore measurements 81
Annex E (informative) Load model validation 83
E.1 General 83
E.2 Methods for loads comparison 84
E.2.1 Statistical binning 84
E.2.2 Spectral functions 85
E.2.3 Fatigue spectra 86
E.2.4 Point by point 86
Annex F (informative) Methods for identification of wind speed trends 88
F.1 List of symbols 88
F.2 General 88
F.3 Trend identification methods 89
F.4 Ongoing procedure 93
Annex G (informative) Data acquisition considerations 94
G.1 Data acquisition system 94

G.1.1 General 94
G.1.2 Resolution 94
G.1.3 Sampling model and filtering 95
G.1.4 Other considerations 97
Annex H (informative) Load calibration 98
H.1 General 98
H.2 Gravity load calibration of the blade bending 98
H.3 Analytical calibration of the tower bending moments 99
H.4 External load calibration of the rotor torque 100
Annex I (informative) Temperature drift 101
I.1 General 101
I.2 Known issues 101
I.3 Recommendations 102
Annex J (informative) Mechanical load measurements on vertical axis wind turbines 103
J.1 General 103
J.2 Terms and definitions 103
J.3 Coordinate systems 103
J.4 Quantities to be measured 104
J.4.1 Fundamental loads 104
J.5 Measurements 105
J.5.1 Measurement of blade attachment bending moments 105
J.5.2 Blade mid-span bending moment 105
J.5.3 Blade modal frequency/damping 105
J.5.4 Connecting strut bending moment 105
J.5.5 Connecting strut axial force 106
J.5.6 Connecting strut modal frequency/damping 106
J.5.7 Rotor shaft torque 106
J.5.8 Tower normal bending 106
Bibliography 107

Figure 1 – Fundamental wind turbine loads: tower base, rotor and blade loads 24
Figure A.1 – Blade co-ordinate system 46
Figure A.2 – Hub co-ordinate system 47
Figure A.3 – Nacelle co-ordinate system 48
Figure A.4 – Tower co-ordinate system 48
Figure A.5 – Yaw misalignment 49
Figure A.6 – Cone angle and tilt angle 49
Figure B.1 – Explanation of used symbols 62
Figure C.1 – Hub-height wind speed as a function of time 69
Figure C.2 – Hub-height turbulence intensity as a function of hub-height wind speed 70
Figure C.3 – Turbulence intensity trending as a function of hub-height wind speed 70
Figure C.4 – Global capture matrix with all loads channels operating 71
Figure C.5 – IEC example turbine at 9,1 m/s – Wind turbine operational and meteorological quantities 72
Figure C.6 – IEC example turbine at 9,1 m/s – Major load components 73
Figure C.7 – 10-minute statistics for blade 1 root edge bending 74

Figure C.8 – Power spectral density of blade 1 root edge bending 75
Figure C.9 – Cumulative rainflow spectrum for blade 1 root edge bending during test period 77
Figure C.10 – IEC example turbine normal shutdown at 9,5 m/s – Wind turbine operational and meteorological quantities 79
Figure C.11 – IEC example turbine normal shutdown at 9,5 m/s – Major load components 80
Figure D.1 – Example of wave spectrum and monopile response 81
Figure D.2 – Example of wave spectrum 82
Figure E.1 – Measured data 84
Figure E.2 – Simulated data 84
Figure E.3 – Comparison of wind speed binned averaged 10 min. statistics 84
Figure E.4 – Comparison of 1 Hz equivalent loads 85
Figure E.5 – Comparison of 1 Hz equivalent loads (wind speed binned) 85
Figure E.6 – Comparison of PSD functions 85
Figure E.7 – Comparison of fatigue spectra 86
Figure E.8 – Point by point comparison of wind speed time histories 87
Figure E.9 – Point by point comparison of load time histories 87
Figure F.1 – Comparison of measured wind speed (v_{meas}), smoothing-filtered wind speed (v_{filt}) and resulting trend-free wind speed (v_{HP}) 89
Figure F.2 – Differences of turbulence intensities calculated with un-filtered and filtered wind speed versus mean measured wind speed 91
Figure F.3 – Ratio of turbulence intensities calculated with un-filtered and filtered wind speed versus mean measured wind speed 92
Figure G.1 – Anti-aliasing check 95
Figure I.1 – Observed scatter in the original 10-min average values of the blade edge moment together with the same signal after temperature compensation in dark blue 101
Figure I.2 – Linear regression through the offsets derived from the different calibration runs 102
Figure J.1 – Darrieus style VAWT 104
Figure J.2 – Helical Darrieus style VAWT 104

Table 1 – MLCs during steady-state operation related to the DLCs defined in IEC 61400-1 18
Table 2 – Measurement of transient load cases related to the DLCs defined in IEC 61400-1 19
Table 3 – MLCs for dynamic characterization 19
Table 4 – Capture matrix for normal power production for stall controlled wind turbines 21
Table 5 – Capture matrix for normal power production for non stall controlled wind turbines 22
Table 6 – Capture matrix for parked condition 22
Table 7 – Capture matrix for normal transient events 23
Table 8 – Capture matrix for other than normal transient events 23
Table 9 – Wind turbine fundamental load quantities 24
Table 10 – Additional load quantities for turbines with a rated power output greater than 1 500 kW and rotor diameter greater than 75 m 25

Table 11 – Meteorological quantities 25
Table 12 – Wind turbine operation quantities 26
Table 13 – Summary of suitable calibration methods 32
Table B.1 – Uncertainty components 57
Table B.2 – Values and uncertainties for the calculation 61
Table C.1 – Binned data for blade 1 root edge bending 76
Table C.2 – Transient capture matrix for normal start-up and shutdown 78
Table C.3 – Brief statistical description for normal shutdown for IEC example turbine at 9,5 m/s 78
Table G.1 – Wind turbine significant frequencies 96
Table G.2 – Sampling ratio 96
Table J.1 – Minimum recommendations for VAWT fundamental load quantities 105

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

_____

WIND TURBINES –

Part 13: Measurement of mechanical loads

FOREWORD

1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as "IEC Publication(s)"). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
2) The formal decisions or agreements of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees.
3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
5) IEC itself does not provide any attestation of conformity. Independent certification bodies provide conformity assessment services and, in some areas, access to IEC marks of conformity. IEC is not responsible for any services carried out by independent certification bodies.
6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
7) No liability shall attach to IEC or its directors, employees, servants or agents including individual experts and members of its technical committees and IEC National Committees for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC Publication or any other IEC Publications.
8) Attention is drawn to the Normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
9) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this IEC Publication may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

This consolidated version of the official IEC Standard and its amendment has been prepared for user convenience.

IEC 61400-13 edition 1.1 contains the first edition (2015-12) [documents 88/511/CDV and 88/554/RVC] and its amendment 1 (2021-12) [documents 88/795/CDV and 88/821/RVC].

In this Redline version, a vertical line in the margin shows where the technical content is modified by amendment 1. Additions are in green text, deletions are in strikethrough red text. A separate Final version with all changes accepted is available in this publication.

This International Standard IEC 61400-13 has been prepared by IEC technical committee 88: Wind turbines.

This standard replaces IEC TS 61400-13 published in 2001. This first edition constitutes a technical revision and transition from technical specification to International Standard.

This first edition includes the following changes with respect to the technical specification:

a) scope of the document focused to load measurements for the purpose of model validation;
b) number of measurement load cases to match the new scope reduced;
c) capture matrix requirements to match the new scope reduced;
d) requirements to address the state of the art technology updated.

This publication has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 2.

A list of all parts in the IEC 61400 series, published under the general title *Wind turbines*, can be found on the IEC website.

The committee has decided that the contents of the base publication and its amendment will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC web site under webstore.iec.ch in the data related to the specific publication. At this date, the publication will be

- reconfirmed,
- withdrawn,
- replaced by a revised edition, or
- amended.

IMPORTANT – The 'colour inside' logo on the cover page of this publication indicates that it contains colours which are considered to be useful for the correct understanding of its contents. Users should therefore print this document using a colour printer.

INTRODUCTION

In the process of structural design of a wind turbine, thorough understanding about, and accurate quantification of, the loading is of utmost importance.

In the design stage, loads can be predicted with aeroelastic models and codes. However, such models have their shortcomings and uncertainties, and they always need to be validated by measurement.

Mechanical load measurements can be used both as the basis for design and as the basis for certification. Design aspects for wind turbines are covered by IEC 61400-1 whilst certification procedures are described in IEC 61400-22. This standard is aimed at the test institute, the turbine manufacturer and the certifying body and clearly defines the minimum requirements for a mechanical loads test resulting in consistent, high quality reproducible test results.

INTRODUCTION to Amendment 1

This amendment to IEC 61400-13:2015 addresses the errors found in Annex B which impact a significant portion of that annex.

WIND TURBINES –

Part 13: Measurement of mechanical loads

1 Scope

This part of the IEC 61400 describes the measurement of fundamental structural loads on wind turbines for the purpose of the load simulation model validation. The standard prescribes the requirements and recommendations for site selection, signal selection, data acquisition, calibration, data verification, measurement load cases, capture matrix, post-processing, uncertainty determination and reporting. Informative annexes are also provided to improve understanding of testing methods.

The methods described in this document can also be used for mechanical loads measurements for other purposes such as obtaining a measured statistical representation of loads, direct measurements of the design loads, safety and function testing, or measurement of component loads. If these methods are used for an alternative objective or used for an unconventional wind turbine design, the required signals, measurement load cases, capture matrix, and post processing methods should be evaluated and if needed adjusted to fit the objective.

These methods are intended for onshore electricity-generating, horizontal-axis wind turbines (HAWTs) with rotor swept areas of larger than 200 m^2. However, the methods described may be applicable to other wind turbines (for example, small wind turbines, ducted wind turbines, vertical axis wind turbines).

2 Normative references

The following documents, in whole or in part, are normatively referenced in this document and are indispensable for its application. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60050 (all parts), *International Electrotechnical Vocabulary* (available at <http://www.electropedia.org/>)

IEC 61400-1:2005, *Wind turbines – Part 1: Design requirements*

IEC 61400-12-1, *Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines*

ISO/IEC Guide 98-3, *Uncertainty of measurement – Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement*

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS 114
INTRODUCTION 116
INTRODUCTION à l'Amendement 1 116
1 Domaine d'application 117
2 Références normatives 117
3 Termes et définitions 117
4 Symboles, unités et abréviations 121
5 Généralités 122
5.1 Structure du document 122
5.2 Sécurité pendant les essais 123
6 Exigences d'essai 123
6.1 Généralités 123
6.2 Exigences concernant le site d'essai 123
6.3 Cas de charges de mesure 124
6.3.1 Généralités 124
6.3.2 Cas de charges de mesure en fonctionnement stable 124
6.3.3 Cas de charges de mesure lors d'événements transitoires 125
6.3.4 Cas de charges de mesure pour la caractérisation dynamique 126
6.3.5 Matrices de capture 126
6.4 Grandeurs à mesurer 130
6.4.1 Généralités 130
6.4.2 Grandeurs de charges 131
6.4.3 Grandeurs météorologiques 133
6.4.4 Grandeurs de fonctionnement d'une éolienne 134
6.5 Modifications de configuration de l'éolienne 134
7 Instruments 135
7.1 Grandeurs de charges 135
7.1.1 Types de capteurs 135
7.1.2 Choix de l'emplacement des capteurs 135
7.1.3 Mesurage des moments de flexion du pied de pale 135
7.1.4 Répartition du moment de flexion des pales 136
7.1.5 Fréquence en torsion/amortissement des pales 136
7.1.6 Mesurage du moment d'orientation et d'inclinaison du rotor 136
7.1.7 Mesurage du couple du rotor 136
7.1.8 Mesurage de la flexion de la base du mât 136
7.1.9 Moments de flexion du sommet du mât 137
7.1.10 Moments de flexion du milieu du mât 137
7.1.11 Couple du mât 137
7.1.12 Accélération du sommet du mât 137
7.1.13 Charges d'activation du pas (côté moyeu du palier de pas) 137
7.2 Grandeurs météorologiques 138
7.2.1 Exigences de mesure et de mise en œuvre 138
7.2.2 Possibilité de givrage 138
7.2.3 Stabilité atmosphérique 138
7.3 Grandeurs de fonctionnement d'une éolienne 138

7.3.1 Puissance électrique 138
7.3.2 Vitesse du rotor ou du générateur 138
7.3.3 Désalignement d'orientation 138
7.3.4 Angle azimutal du rotor 138
7.3.5 Position de pas 138
7.3.6 Vitesse de pas 139
7.3.7 Moment du frein 139
7.3.8 État des éoliennes 139
7.3.9 État du frein 139
7.4 Système d'acquisition de données 139
7.4.1 Généralités 139
7.4.2 Résolution 139
7.4.3 Lissage 139
8 Détermination des facteurs d'étalonnage 140
8.1 Généralités 140
8.2 Étalonnage des voies de charges 140
8.2.1 Généralités 140
8.2.2 Moments de flexion des pales 141
8.2.3 Moments de l'arbre principal 141
8.2.4 Moments de flexion du mât 142
8.2.5 Couple du mât 143
8.3 Étalonnage des voies autres que des voies de charges 143
8.3.1 Angle de pas 143
8.3.2 Angle azimutal du rotor 143
8.3.3 Angle d'orientation 144
8.3.4 Direction du vent 144
8.3.5 Charges d'activation du pas 144
8.3.6 Moment du frein 144
9 Vérification des données 145
9.1 Généralités 145
9.2 Contrôles de vérification 145
9.2.1 Généralités 145
9.2.2 Moments des pales 146
9.2.3 Arbre principal 147
9.2.4 Mât 147
10 Traitement des données mesurées 148
10.1 Généralités 148
10.2 Grandeurs de charges fondamentales 148
10.3 Grandeurs de charges pour des éoliennes de plus grande dimension 148
10.4 Détection des tendances de la vitesse du vent 149
10.5 Statistiques 149
10.6 Comptage des demi-cycles 149
10.7 Spectre cumulé de comptage des demi-cycles 150
10.8 Charge équivalente des dommages 150
10.9 Échantillonnage de la vitesse du vent 150
10.10 Densité spectrale de puissance 151
11 Estimation de l'incertitude 152
12 Rapport 152

Annexe A (informative) Exemple de systèmes de coordonnées 156
A.1 Généralités 156
A.2 Système de coordonnées de la pale 156
A.3 Système de coordonnées du moyeu 156
A.4 Système de coordonnées de la nacelle 157
A.5 Système de coordonnées du mât 158
A.6 Désalignement d'orientation 159
A.7 Angle conique et angle d'inclinaison 159
A.8 Angle azimutal du rotor 160
A.9 Angle de pas des pales 160
Annexe B (informative) Procédure d'évaluation des incertitudes relatives aux mesurages des charges effectués sur les éoliennes 161
B.1 Liste des symboles 161
B.2 Procédure générale 162
B.2.1 Incertitude-type 162
B.2.2 Combinaison analytique des incertitudes-types 163
B.2.3 Incertitude totale 164
B.3 Incertitudes des valeurs moyennées par échantillonnage 165
B.3.1 Généralités 165
B.3.2 Incertitude d'étalonnage et de signal 165
B.3.3 Incertitude de la dispersion d'échantillonnage 165
B.3.4 Incertitude de la grandeur de l'axe x 165
B.3.5 Incertitude des valeurs moyennes moyennées par échantillonnage 166
B.4 Incertitude-type de la charge équivalente des dommages et des spectres de charges 166
B.5 Exemples d'évaluation de l'incertitude 166
B.5.1 Exemple d'étalonnage par dérivation analytique du couple de mât 166
B.6 Détermination et utilisation de la matrice d'étalonnage 175
B.6.1 Détermination de la matrice d'étalonnage 175
B.6.2 Utilisation de la matrice d'étalonnage 176
B.6.3 Séries temporelles 177
Annexe C (informative) Présentation des échantillons des mesurages et de l'analyse des charges mécaniques 179
C.1 Généralités 179
Annexe D (informative) Recommandations pour les mesurages en pleine mer 191
Annexe E (informative) Validation des modèles de charge 193
E.1 Généralités 193
E.2 Méthodes de comparaison des charges 194
E.2.1 Échantillonnage statistique 194
E.2.2 Fonctions spectrales 196
E.2.3 Spectres de fatigue 197
E.2.4 Méthode point par point 198
Annexe F (informative) Méthodes d'identification des tendances de vitesse du vent 200
F.1 Liste des symboles 200
F.2 Généralités 200
F.3 Méthodes d'identification des tendances 201
F.4 Procédure continue 205
Annexe G (informative) Considérations relatives à l'acquisition de données 206

G.1 Système d'acquisition de données 206
G.1.1 Généralités 206
G.1.2 Résolution 206
G.1.3 Modèle d'échantillonnage et filtrage 207
G.1.4 Autres considérations 209
Annexe H (informative) Étalonnage des charges 211
H.1 Généralités 211
H.2 Étalonnage des charges gravitationnelles de flexion des pales 211
H.3 Étalonnage analytique des moments de flexion du mât 212
H.4 Étalonnage des charges externes du couple du rotor 213
Annexe I (informative) Dérive de température 215
I.1 Généralités 215
I.2 Problèmes identifiés 215
I.3 Recommandations 216
Annexe J (informative) Mesurages des charges mécaniques sur les éoliennes à axe vertical 218
J.1 Généralités 218
J.2 Termes et définitions 218
J.3 Systèmes de coordonnées 219
J.4 Grandeurs à mesurer 220
J.4.1 Charges fondamentales 220
J.5 Mesurages 220
J.5.1 Mesurage des moments de flexion des fixations de pales 220
J.5.2 Moment de flexion de mi-envergure des pales 220
J.5.3 Fréquence modale/amortissement des pales 221
J.5.4 Moment de flexion des entretoises de liaison 221
J.5.5 Force axiale des entretoises de liaison 221
J.5.6 Fréquence modale/amortissement des entretoises de liaison 221
J.5.7 Couple de l'arbre du rotor 221
J.5.8 Flexion normale du mât 221
Bibliographie 222

Figure 1 – Charges fondamentales d'une éolienne: charges de la base du mât, du rotor et des pales 132
Figure A.1 – Système de coordonnées de la pale 156
Figure A.2 – Système de coordonnées du moyeu 157
Figure A.3 – Système de coordonnées de la nacelle 158
Figure A.4 – Système de coordonnées du mât 158
Figure A.5 – Désalignement d'orientation 159
Figure A.6 – Angle conique et angle d'inclinaison 159
Figure B.1 – Explication des symboles utilisés 172
Figure C.1 – Vitesse du vent à hauteur du moyeu en fonction de la durée 179
Figure C.2 – Intensité de turbulence à hauteur du moyeu en fonction de la vitesse du vent à hauteur du moyeu 180
Figure C.3 – Tendance de l'intensité de turbulence en fonction de la vitesse du vent à hauteur du moyeu 180

Figure C.4 – Matrice de capture générale avec toutes les voies de charges en fonctionnement 181
Figure C.5 – Exemple d'éolienne IEC à une vitesse de 9,1 m/s – Grandeurs de fonctionnement et météorologiques de l'éolienne 182
Figure C.6 – Exemple d'éolienne IEC à une vitesse de 9,1 m/s – Composantes de charges principales 183
Figure C.7 – Statistiques sur 10 min pour la flexion dans le sens de la traînée du pied de pale 1 184
Figure C.8 – Densité spectrale de puissance de la flexion dans le sens de la traînée du pied de pale 1 186
Figure C.9 – Spectre cumulé de comptage des demi-cycles pour la flexion dans le sens de la traînée du pied de pale 1 pendant la période d'essai 187
Figure C.10 – Exemple d'éolienne IEC avec arrêt normal à une vitesse de 9,5 m/s – Grandeurs de fonctionnement et météorologiques de l'éolienne 189
Figure C.11 – Exemple d'éolienne IEC avec arrêt normal à une vitesse de 9,5 m/s – Composantes de charges principales 190
Figure D.1 – Exemple de spectre de la vague et de réponse du monopieu 191
Figure D.2 – Exemple de spectre de la vague 192
Figure E.1 – Données mesurées 194
Figure E.2 – Données simulées 194
Figure E.3 – Comparaison des statistiques sur 10 min moyennées et échantillonnées de la vitesse du vent 195
Figure E.4 – Comparaison des charges équivalentes à 1 Hz 196
Figure E.5 – Comparaison des charges équivalentes à 1 Hz (par échantillonnage de la vitesse du vent) 196
Figure E.6 – Comparaison des fonctions DSP 197
Figure E.7 – Comparaison des spectres de fatigue 198
Figure E.8 – Comparaison point par point des historiques de la vitesse du vent 199
Figure E.9 – Comparaison point par point des historiques de charges 199
Figure F.1 – Comparaison de la vitesse du vent mesurée (v_{mes}), de la vitesse du vent filtrée par lissage (v_{filt}) et de la vitesse du vent sans tendance résultante (v_{HP}) 201
Figure F.2 – Différences des intensités de turbulence calculées avec la vitesse du vent non filtrée et filtrée par rapport à la vitesse du vent mesurée moyenne 203
Figure F.3 – Rapport des intensités de turbulence calculées avec la vitesse du vent non filtrée et filtrée par rapport à la vitesse du vent mesurée moyenne 204
Figure G.1 – Contrôle de lissage 207
Figure I.1 – Observation de la dispersion des valeurs moyennes d'origine sur 10 min du moment de traînée des pales associé au même signal après une compensation de température (en bleu foncé) 215
Figure I.2 – Régression linéaire par les décalages déduits des différentes sessions d'étalonnage 217
Figure J.1 – EAV de type Darrieus 219
Figure J.2 – EAV de type Darrieus hélicoïdale 219

Tableau 1 – Cas de charges de mesure en fonctionnement stable par rapport aux cas de charges pour la conception définis dans l'IEC 61400-1 125
Tableau 2 – Mesurage des cas de charge transitoires par rapport aux cas de charges pour la conception définis dans l'IEC 61400-1 125

Tableau 3 – Cas de charges de mesure pour la caractérisation dynamique 126
Tableau 4 – Matrice de capture pour une production électrique normale pour les éoliennes à pas fixe 128
Tableau 5 – Matrice de capture pour une production électrique normale pour les éoliennes autres que les éoliennes à pas fixe 129
Tableau 6 – Matrice de capture pour une éolienne immobilisée 130
Tableau 7 – Matrice de capture pour des événements transitoires normaux 130
Tableau 8 – Matrice de capture pour des événements autres que des événements transitoires normaux 130
Tableau 9 – Grandeurs de charges fondamentales d'une éolienne 131
Tableau 10 – Grandeurs de charges supplémentaires pour les éoliennes avec une puissance de sortie assignée supérieure à 1 500 kW et un diamètre de rotor supérieur à 75 m 133
Tableau 11 – Grandeurs météorologiques 133
Tableau 12 – Grandeurs de fonctionnement d'une éolienne 134
Tableau 13 – Résumé des méthodes d'étalonnage appropriées 141
Tableau B.1 – Composantes de l'incertitude 167
Tableau B.2 – Valeurs et incertitudes de calcul 171
Tableau C.1 – Données échantillonnées pour la flexion dans le sens de la traînée du pied de pale 1 186
Tableau C.2 – Matrice de capture transitoire pour un démarrage et un arrêt dans des conditions normales 188
Tableau C.3 – Description statistique succincte pour un arrêt normal, dans le cas de l'exemple d'éolienne IEC à une vitesse de 9,5 m/s 188
Tableau G.1 – Fréquences significatives de l'éolienne 208
Tableau G.2 – Rapport d'échantillonnage 208
Tableau J.1 – Recommandations minimales pour les grandeurs de charges fondamentales d'une EAV 220

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

_____

ÉOLIENNES –

Partie 13: Mesurage des charges mécaniques

AVANT-PROPOS

1) La Commission Electrotechnique Internationale (IEC) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de l'IEC). L'IEC a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, l'IEC – entre autres activités – publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de l'IEC"). Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec l'IEC, participent également aux travaux. L'IEC collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
2) Les décisions ou accords officiels de l'IEC concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de l'IEC intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
3) Les Publications de l'IEC se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de l'IEC. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que l'IEC s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; l'IEC ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de l'IEC s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de l'IEC dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de l'IEC et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
5) L'IEC elle-même ne fournit aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de l'IEC. L'IEC n'est responsable d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à l'IEC, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de l'IEC, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de l'IEC ou de toute autre Publication de l'IEC, ou au crédit qui lui est accordé.
8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
9) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Publication de l'IEC peuvent faire l'objet de droits de brevet. L'IEC ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de brevets et de ne pas avoir signalé leur existence.

Cette version consolidée de la Norme IEC officielle et de son amendement a été préparée pour la commodité de l'utilisateur.

L'IEC 61400-13 édition 1.1 contient la première édition (2015-12) [documents 88/511/CDV et 88/554/RVC] et son amendement 1 (2021-12) [documents 88/795/CDV et 88/821/RVC].

Dans cette version Redline, une ligne verticale dans la marge indique où le contenu technique est modifié par l'amendement 1. Les ajouts sont en vert, les suppressions sont en rouge, barrées. Une version Finale avec toutes les modifications acceptées est disponible dans cette publication.

La Norme internationale IEC 61400-13 a été établie par le comité d'études 88: Éoliennes, de l'IEC.

Cette norme remplace l'IEC TS 61400-13 parue en 2001. Cette première édition constitue une révision technique, ainsi que la transposition d'une spécification technique en Norme internationale.

Cette première édition inclut les changements suivants par rapport à la spécification technique:

a) le domaine d'application de ce document se concentre sur les mesurages de charge à des fins de validation de modèle;
b) un nombre de cas de mesurages de charge est réduit pour être en accord avec le nouveau domaine d'application;
c) des exigences sont réduites pour la matrice de capture pour être en accord avec le nouveau domaine d'application;
d) des exigences sont mises à jour pour la prise en compte de la technologie de l'état de l'art.

Cette publication a été rédigée selon les Directives ISO/IEC, Partie 2.

Une liste de toutes les parties de la série IEC 61400, publiées sous le titre général *Eoliennes*, peut être consultée sur le site web de l'IEC.

Le comité a décidé que le contenu de la publication de base et de son amendement ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de l'IEC sous webstore.iec.ch dans les données relatives à la publication recherchée. A cette date, la publication sera

- reconduite,
- supprimée,
- remplacée par une édition révisée, ou
- amendée.

IMPORTANT – Le logo *"colour inside"* qui se trouve sur la page de couverture de cette publication indique qu'elle contient des couleurs qui sont considérées comme utiles à une bonne compréhension de son contenu. Les utilisateurs devraient, par conséquent, imprimer cette publication en utilisant une imprimante couleur.

INTRODUCTION

Dans le processus de conception structurelle d'une éolienne, une connaissance approfondie, ainsi qu'une quantification exacte, des charges sont de première importance.

Dans la phase de conception, les charges peuvent être prévues au moyen de modèles et de codes aéroélastiques. Toutefois, ces modèles ont leurs insuffisances et incertitudes, et il est toujours nécessaire de les valider par un mesurage.

Les mesurages des charges mécaniques peuvent être utilisés à la fois comme base de conception et comme base de certification. Les aspects de conception propres aux éoliennes sont traités par l'IEC 61400-1, tandis que les procédures de certification sont décrites dans l'IEC 61400-22. La présente norme est destinée au laboratoire d'essai, au fabricant d'éoliennes et à l'organisme de certification, et définit clairement les exigences minimales concernant un essai de charges mécaniques qui produit des résultats de grande qualité, cohérents et reproductibles.

INTRODUCTION à l'Amendement 1

Le présent amendement à l'IEC 61400-13:2015 traite des erreurs rencontrées dans l'Annexe B, qui affectent une partie significative de cette annexe.

ÉOLIENNES –

Partie 13: Mesurage des charges mécaniques

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 61400 décrit le mesurage des charges structurelles fondamentales sur les éoliennes à des fins de validation des modèles de simulation de charges. La norme spécifie les exigences et recommandations concernant le choix du site, la sélection des signaux, l'acquisition des données, l'étalonnage, la vérification des données, les cas de charges de mesure, la matrice de capture, le post-traitement, la détermination de l'incertitude et les rapports d'essai. Des annexes informatives sont également fournies pour améliorer la compréhension des méthodes d'essai.

Les méthodes décrites dans le présent document peuvent également être utilisées pour les mesurages des charges mécaniques à d'autres fins telles que l'obtention d'une représentation statistique mesurée des charges, des mesurages directs des charges pour la conception, les essais relatifs à la sécurité et au fonctionnement ou le mesurage des charges des composants. Lorsque ces méthodes sont utilisées pour un autre objectif ou pour un modèle d'éolienne non classique, il convient d'évaluer les signaux, cas de charges de mesure, matrice de capture et méthodes de post-traitement exigés, et de les ajuster, si nécessaire, pour répondre à cet objectif.

Ces méthodes sont destinées aux éoliennes à axe horizontal (EAH) productrices d'électricité sur terre, avec des surfaces balayées par le rotor supérieures à 200 m^2. Toutefois, les méthodes décrites peuvent être applicables à d'autres éoliennes (par exemple, petites éoliennes, éoliennes carénées, éoliennes à axe vertical).

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités en référence de manière normative, en intégralité ou en partie, dans le présent document et sont indispensables pour son application. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

IEC 60050 (toutes les parties), *Vocabulaire électrotechnique international* (disponible sur <http://www.electropedia.org/>)

IEC 61400-1:2005, *Wind turbines – Part 1: Design requirements* (disponible en anglais seulement)

IEC 61400-12-1, *Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines* (disponible en anglais seulement)

ISO/IEC Guide 98-3, *Incertitude de mesure – Partie 3: Guide pour l'expression de l'incertitude de mesure*

IEC 61400-13

Edition 1.1 2021-12
CONSOLIDATED VERSION

FINAL VERSION

VERSION FINALE

colour inside

Wind turbines –
Part 13: Measurement of mechanical loads

Éoliennes –
Partie 13: Mesurage des charges mécaniques



IEC 61400-13:2015-12+AMD1:2021-12 CSV(en-fr)

CONTENTS

FOREWORD 8
INTRODUCTION 10
INTRODUCTION to Amendment 1 10
1 Scope 11
2 Normative references 11
3 Terms and definitions 11
4 Symbols, units and abbreviations 14
5 General 16
5.1 Document structure 16
5.2 Safety during testing 17
6 Test requirements 17
6.1 General 17
6.2 Test site requirements 17
6.3 Measurement load cases 17
6.3.1 General 17
6.3.2 MLCs during steady-state operation 18
6.3.3 MLCs during transient events 18
6.3.4 MLCs for dynamic characterization 19
6.3.5 Capture matrices 20
6.4 Quantities to be measured 23
6.4.1 General 23
6.4.2 Load quantities 23
6.4.3 Meteorological quantities 25
6.4.4 Wind turbine operation quantities 25
6.5 Turbine configuration changes 26
7 Instrumentation 27
7.1 Load quantities 27
7.1.1 Types of sensors 27
7.1.2 Choice of sensor location 27
7.1.3 Measurement of blade root bending moments 27
7.1.4 Blade bending moment distribution 28
7.1.5 Blade torsion frequency/damping 28
7.1.6 Measurement of rotor yaw and tilt moment 28
7.1.7 Measurement of the rotor torque 28
7.1.8 Measurement of tower base bending 28
7.1.9 Tower top bending moments 28
7.1.10 Tower mid bending moments 29
7.1.11 Tower torque 29
7.1.12 Tower top acceleration 29
7.1.13 Pitch actuation loads (on hub side of pitch bearing) 29
7.2 Meteorological quantities 29
7.2.1 Measurement and installation requirements 29
7.2.2 Icing potential 29
7.2.3 Atmospheric stability 29
7.3 Wind turbine operation quantities 30

7.3.1 Electrical power 30
7.3.2 Rotor speed or generator speed 30
7.3.3 Yaw misalignment 30
7.3.4 Rotor azimuth angle 30
7.3.5 Pitch position 30
7.3.6 Pitch speed 30
7.3.7 Brake moment 30
7.3.8 Wind turbine status 30
7.3.9 Brake status 30
7.4 Data acquisition system 31
7.4.1 General 31
7.4.2 Resolution 31
7.4.3 Anti-aliasing 31
8 Determination of calibration factors 31
8.1 General 31
8.2 Calibration of load channels 32
8.2.1 General 32
8.2.2 Blade bending moments 33
8.2.3 Main shaft moments 33
8.2.4 Tower bending moments 34
8.2.5 Tower torque 34
8.3 Calibration of non-load channels 35
8.3.1 Pitch angle 35
8.3.2 Rotor azimuth angle 35
8.3.3 Yaw angle 35
8.3.4 Wind direction 35
8.3.5 Pitch actuation loads 35
8.3.6 Brake moment 36
9 Data verification 36
9.1 General 36
9.2 Verification checks 36
9.2.1 General 36
9.2.2 Blade moments 37
9.2.3 Main shaft 38
9.2.4 Tower 38
10 Processing of measured data 39
10.1 General 39
10.2 Fundamental load quantities 39
10.3 Load quantities for larger turbines 39
10.4 Wind speed trend detection 39
10.5 Statistics 40
10.6 Rainflow counting 40
10.7 Cumulative rainflow spectrum 40
10.8 Damage equivalent load 40
10.9 Wind speed binning 41
10.10 Power spectral density 42
11 Uncertainty estimation 42
12 Reporting 42

Annex A (informative) Example co-ordinate systems 46
A.1 General 46
A.2 Blade co-ordinate system 46
A.3 Hub co-ordinate system 46
A.4 Nacelle co-ordinate system 47
A.5 Tower co-ordinate system 48
A.6 Yaw misalignment 49
A.7 Cone angle and tilt angle 49
A.8 Rotor azimuth angle 50
A.9 Blade pitch angle 50
Annex B (informative) Procedure for the evaluation of uncertainties in load measurements on wind turbines 51
B.1 List of symbols 51
B.2 General procedure 52
B.2.1 Standard uncertainty 52
B.2.2 Analytical combination of standard uncertainties 53
B.2.3 Total uncertainty 54
B.3 Uncertainties of binned averaged values 55
B.3.1 General 55
B.3.2 Uncertainty of calibration and signal 55
B.3.3 Uncertainty of the bin scatter 55
B.3.4 Uncertainty of the x-axis quantity 55
B.3.5 Uncertainty of bin averaged mean values 55
B.4 Standard uncertainty of DEL and load spectra 56
B.5 Examples of an uncertainty evaluation 56
B.5.1 Example for analytical shunt calibration of tower torque 56
B.6 Determination and use of calibration matrix 64
B.6.1 Determination of the calibration matrix 64
B.6.2 Use of the calibration matrix 65
B.6.3 Time series 66
Annex C (informative) Sample presentation of mechanical load measurements and analysis 68
C.1 General 68
Annex D (informative) Recommendations for offshore measurements 80
Annex E (informative) Load model validation 82
E.1 General 82
E.2 Methods for loads comparison 83
E.2.1 Statistical binning 83
E.2.2 Spectral functions 84
E.2.3 Fatigue spectra 85
E.2.4 Point by point 85
Annex F (informative) Methods for identification of wind speed trends 87
F.1 List of symbols 87
F.2 General 87
F.3 Trend identification methods 88
F.4 Ongoing procedure 92
Annex G (informative) Data acquisition considerations 93
G.1 Data acquisition system 93

G.1.1 General 93
G.1.2 Resolution 93
G.1.3 Sampling model and filtering 94
G.1.4 Other considerations 96
Annex H (informative) Load calibration 97
H.1 General 97
H.2 Gravity load calibration of the blade bending 97
H.3 Analytical calibration of the tower bending moments 98
H.4 External load calibration of the rotor torque 99
Annex I (informative) Temperature drift 100
I.1 General 100
I.2 Known issues 100
I.3 Recommendations 101
Annex J (informative) Mechanical load measurements on vertical axis wind turbines 102
J.1 General 102
J.2 Terms and definitions 102
J.3 Coordinate systems 102
J.4 Quantities to be measured 103
J.4.1 Fundamental loads 103
J.5 Measurements 104
J.5.1 Measurement of blade attachment bending moments 104
J.5.2 Blade mid-span bending moment 104
J.5.3 Blade modal frequency/damping 104
J.5.4 Connecting strut bending moment 104
J.5.5 Connecting strut axial force 105
J.5.6 Connecting strut modal frequency/damping 105
J.5.7 Rotor shaft torque 105
J.5.8 Tower normal bending 105
Bibliography 106

Figure 1 – Fundamental wind turbine loads: tower base, rotor and blade loads 24
Figure A.1 – Blade co-ordinate system 46
Figure A.2 – Hub co-ordinate system 47
Figure A.3 – Nacelle co-ordinate system 48
Figure A.4 – Tower co-ordinate system 48
Figure A.5 – Yaw misalignment 49
Figure A.6 – Cone angle and tilt angle 49
Figure B.1 – Explanation of used symbols 62
Figure C.1 – Hub-height wind speed as a function of time 68
Figure C.2 – Hub-height turbulence intensity as a function of hub-height wind speed 69
Figure C.3 – Turbulence intensity trending as a function of hub-height wind speed 69
Figure C.4 – Global capture matrix with all loads channels operating 70
Figure C.5 – IEC example turbine at 9,1 m/s – Wind turbine operational and meteorological quantities 71
Figure C.6 – IEC example turbine at 9,1 m/s – Major load components 72
Figure C.7 – 10-minute statistics for blade 1 root edge bending 73

Figure C.8 – Power spectral density of blade 1 root edge bending 74
Figure C.9 – Cumulative rainflow spectrum for blade 1 root edge bending during test period 76
Figure C.10 – IEC example turbine normal shutdown at 9,5 m/s – Wind turbine operational and meteorological quantities 78
Figure C.11 – IEC example turbine normal shutdown at 9,5 m/s – Major load components 79
Figure D.1 – Example of wave spectrum and monopile response 80
Figure D.2 – Example of wave spectrum 81
Figure E.1 – Measured data 83
Figure E.2 – Simulated data 83
Figure E.3 – Comparison of wind speed binned averaged 10 min. statistics 83
Figure E.4 – Comparison of 1 Hz equivalent loads 84
Figure E.5 – Comparison of 1 Hz equivalent loads (wind speed binned) 84
Figure E.6 – Comparison of PSD functions 84
Figure E.7 – Comparison of fatigue spectra 85
Figure E.8 – Point by point comparison of wind speed time histories 86
Figure E.9 – Point by point comparison of load time histories 86
Figure F.1 – Comparison of measured wind speed (v_{meas}), smoothing-filtered wind speed (v_{filt}) and resulting trend-free wind speed (v_{HP}) 88
Figure F.2 – Differences of turbulence intensities calculated with un-filtered and filtered wind speed versus mean measured wind speed 90
Figure F.3 – Ratio of turbulence intensities calculated with un-filtered and filtered wind speed versus mean measured wind speed 91
Figure G.1 – Anti-aliasing check 94
Figure I.1 – Observed scatter in the original 10-min average values of the blade edge moment together with the same signal after temperature compensation in dark blue 100
Figure I.2 – Linear regression through the offsets derived from the different calibration runs 101
Figure J.1 – Darrieus style VAWT 103
Figure J.2 – Helical Darrieus style VAWT 103

Table 1 – MLCs during steady-state operation related to the DLCs defined in IEC 61400-1 18
Table 2 – Measurement of transient load cases related to the DLCs defined in IEC 61400-1 19
Table 3 – MLCs for dynamic characterization 19
Table 4 – Capture matrix for normal power production for stall controlled wind turbines 21
Table 5 – Capture matrix for normal power production for non stall controlled wind turbines 22
Table 6 – Capture matrix for parked condition 22
Table 7 – Capture matrix for normal transient events 23
Table 8 – Capture matrix for other than normal transient events 23
Table 9 – Wind turbine fundamental load quantities 24
Table 10 – Additional load quantities for turbines with a rated power output greater than 1 500 kW and rotor diameter greater than 75 m 25

Table 11 – Meteorological quantities 25
Table 12 – Wind turbine operation quantities 26
Table 13 – Summary of suitable calibration methods 32
Table B.1 – Uncertainty components 57
Table B.2 – Values and uncertainties for the calculation 61
Table C.1 – Binned data for blade 1 root edge bending 75
Table C.2 – Transient capture matrix for normal start-up and shutdown 77
Table C.3 – Brief statistical description for normal shutdown for IEC example turbine at 9,5 m/s 77
Table G.1 – Wind turbine significant frequencies 95
Table G.2 – Sampling ratio 95
Table J.1 – Minimum recommendations for VAWT fundamental load quantities 104

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

_____

WIND TURBINES –

Part 13: Measurement of mechanical loads

FOREWORD

1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as "IEC Publication(s)"). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
2) The formal decisions or agreements of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees.
3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
5) IEC itself does not provide any attestation of conformity. Independent certification bodies provide conformity assessment services and, in some areas, access to IEC marks of conformity. IEC is not responsible for any services carried out by independent certification bodies.
6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
7) No liability shall attach to IEC or its directors, employees, servants or agents including individual experts and members of its technical committees and IEC National Committees for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC Publication or any other IEC Publications.
8) Attention is drawn to the Normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
9) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this IEC Publication may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

This consolidated version of the official IEC Standard and its amendment has been prepared for user convenience.

IEC 61400-13 edition 1.1 contains the first edition (2015-12) [documents 88/511/CDV and 88/554/RVC] and its amendment 1 (2021-12) [documents 88/795/CDV and 88/821/RVC].

This Final version does not show where the technical content is modified by amendment 1. A separate Redline version with all changes highlighted is available in this publication.

This International Standard IEC 61400-13 has been prepared by IEC technical committee 88: Wind turbines.

This standard replaces IEC TS 61400-13 published in 2001. This first edition constitutes a technical revision and transition from technical specification to International Standard.

This first edition includes the following changes with respect to the technical specification:

a) scope of the document focused to load measurements for the purpose of model validation;
b) number of measurement load cases to match the new scope reduced;
c) capture matrix requirements to match the new scope reduced;
d) requirements to address the state of the art technology updated.

This publication has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 2.

A list of all parts in the IEC 61400 series, published under the general title *Wind turbines*, can be found on the IEC website.

The committee has decided that the contents of the base publication and its amendment will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC web site under webstore.iec.ch in the data related to the specific publication. At this date, the publication will be

- reconfirmed,
- withdrawn,
- replaced by a revised edition, or
- amended.

IMPORTANT – The 'colour inside' logo on the cover page of this publication indicates that it contains colours which are considered to be useful for the correct understanding of its contents. Users should therefore print this document using a colour printer.

INTRODUCTION

In the process of structural design of a wind turbine, thorough understanding about, and accurate quantification of, the loading is of utmost importance.

In the design stage, loads can be predicted with aeroelastic models and codes. However, such models have their shortcomings and uncertainties, and they always need to be validated by measurement.

Mechanical load measurements can be used both as the basis for design and as the basis for certification. Design aspects for wind turbines are covered by IEC 61400-1 whilst certification procedures are described in IEC 61400-22. This standard is aimed at the test institute, the turbine manufacturer and the certifying body and clearly defines the minimum requirements for a mechanical loads test resulting in consistent, high quality reproducible test results.

INTRODUCTION to Amendment 1

This amendment to IEC 61400-13:2015 addresses the errors found in Annex B which impact a significant portion of that annex.

WIND TURBINES –

Part 13: Measurement of mechanical loads

1 Scope

This part of the IEC 61400 describes the measurement of fundamental structural loads on wind turbines for the purpose of the load simulation model validation. The standard prescribes the requirements and recommendations for site selection, signal selection, data acquisition, calibration, data verification, measurement load cases, capture matrix, post-processing, uncertainty determination and reporting. Informative annexes are also provided to improve understanding of testing methods.

The methods described in this document can also be used for mechanical loads measurements for other purposes such as obtaining a measured statistical representation of loads, direct measurements of the design loads, safety and function testing, or measurement of component loads. If these methods are used for an alternative objective or used for an unconventional wind turbine design, the required signals, measurement load cases, capture matrix, and post processing methods should be evaluated and if needed adjusted to fit the objective.

These methods are intended for onshore electricity-generating, horizontal-axis wind turbines (HAWTs) with rotor swept areas of larger than 200 m^2. However, the methods described may be applicable to other wind turbines (for example, small wind turbines, ducted wind turbines, vertical axis wind turbines).

2 Normative references

The following documents, in whole or in part, are normatively referenced in this document and are indispensable for its application. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60050 (all parts), *International Electrotechnical Vocabulary* (available at <http://www.electropedia.org/>)

IEC 61400-1:2005, *Wind turbines – Part 1: Design requirements*

IEC 61400-12-1, *Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines*

ISO/IEC Guide 98-3, *Uncertainty of measurement – Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement*

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS 114
INTRODUCTION 116
INTRODUCTION à l'Amendement 1 116
1 Domaine d'application 117
2 Références normatives 117
3 Termes et définitions 117
4 Symboles, unités et abréviations 121
5 Généralités 122
5.1 Structure du document 122
5.2 Sécurité pendant les essais 123
6 Exigences d'essai 123
6.1 Généralités 123
6.2 Exigences concernant le site d'essai 123
6.3 Cas de charges de mesure 124
6.3.1 Généralités 124
6.3.2 Cas de charges de mesure en fonctionnement stable 124
6.3.3 Cas de charges de mesure lors d'événements transitoires 125
6.3.4 Cas de charges de mesure pour la caractérisation dynamique 126
6.3.5 Matrices de capture 126
6.4 Grandeurs à mesurer 130
6.4.1 Généralités 130
6.4.2 Grandeurs de charges 131
6.4.3 Grandeurs météorologiques 133
6.4.4 Grandeurs de fonctionnement d'une éolienne 134
6.5 Modifications de configuration de l'éolienne 134
7 Instruments 135
7.1 Grandeurs de charges 135
7.1.1 Types de capteurs 135
7.1.2 Choix de l'emplacement des capteurs 135
7.1.3 Mesurage des moments de flexion du pied de pale 135
7.1.4 Répartition du moment de flexion des pales 136
7.1.5 Fréquence en torsion/amortissement des pales 136
7.1.6 Mesurage du moment d'orientation et d'inclinaison du rotor 136
7.1.7 Mesurage du couple du rotor 136
7.1.8 Mesurage de la flexion de la base du mât 136
7.1.9 Moments de flexion du sommet du mât 137
7.1.10 Moments de flexion du milieu du mât 137
7.1.11 Couple du mât 137
7.1.12 Accélération du sommet du mât 137
7.1.13 Charges d'activation du pas (côté moyeu du palier de pas) 137
7.2 Grandeurs météorologiques 138
7.2.1 Exigences de mesure et de mise en œuvre 138
7.2.2 Possibilité de givrage 138
7.2.3 Stabilité atmosphérique 138
7.3 Grandeurs de fonctionnement d'une éolienne 138

7.3.1 Puissance électrique 138
7.3.2 Vitesse du rotor ou du générateur 138
7.3.3 Désalignement d'orientation 138
7.3.4 Angle azimutal du rotor 138
7.3.5 Position de pas 138
7.3.6 Vitesse de pas 139
7.3.7 Moment du frein 139
7.3.8 État des éoliennes 139
7.3.9 État du frein 139
7.4 Système d'acquisition de données 139
7.4.1 Généralités 139
7.4.2 Résolution 139
7.4.3 Lissage 139
8 Détermination des facteurs d'étalonnage 140
8.1 Généralités 140
8.2 Étalonnage des voies de charges 140
8.2.1 Généralités 140
8.2.2 Moments de flexion des pales 141
8.2.3 Moments de l'arbre principal 141
8.2.4 Moments de flexion du mât 142
8.2.5 Couple du mât 143
8.3 Étalonnage des voies autres que des voies de charges 143
8.3.1 Angle de pas 143
8.3.2 Angle azimutal du rotor 143
8.3.3 Angle d'orientation 144
8.3.4 Direction du vent 144
8.3.5 Charges d'activation du pas 144
8.3.6 Moment du frein 144
9 Vérification des données 145
9.1 Généralités 145
9.2 Contrôles de vérification 145
9.2.1 Généralités 145
9.2.2 Moments des pales 146
9.2.3 Arbre principal 147
9.2.4 Mât 147
10 Traitement des données mesurées 148
10.1 Généralités 148
10.2 Grandeurs de charges fondamentales 148
10.3 Grandeurs de charges pour des éoliennes de plus grande dimension 148
10.4 Détection des tendances de la vitesse du vent 149
10.5 Statistiques 149
10.6 Comptage des demi-cycles 149
10.7 Spectre cumulé de comptage des demi-cycles 150
10.8 Charge équivalente des dommages 150
10.9 Échantillonnage de la vitesse du vent 150
10.10 Densité spectrale de puissance 151
11 Estimation de l'incertitude 152
12 Rapport 152

Annexe A (informative) Exemple de systèmes de coordonnées 156
A.1 Généralités 156
A.2 Système de coordonnées de la pale 156
A.3 Système de coordonnées du moyeu 156
A.4 Système de coordonnées de la nacelle 157
A.5 Système de coordonnées du mât 158
A.6 Désalignement d'orientation 159
A.7 Angle conique et angle d'inclinaison 159
A.8 Angle azimutal du rotor 160
A.9 Angle de pas des pales 160
Annexe B (informative) Procédure d'évaluation des incertitudes relatives aux mesurages des charges effectués sur les éoliennes 161
B.1 Liste des symboles 161
B.2 Procédure générale 162
B.2.1 Incertitude-type 162
B.2.2 Combinaison analytique des incertitudes-types 163
B.2.3 Incertitude totale 164
B.3 Incertitudes des valeurs moyennées par échantillonnage 165
B.3.1 Généralités 165
B.3.2 Incertitude d'étalonnage et de signal 165
B.3.3 Incertitude de la dispersion d'échantillonnage 165
B.3.4 Incertitude de la grandeur de l'axe x 165
B.3.5 Incertitude des valeurs moyennes moyennées par échantillonnage 166
B.4 Incertitude-type de la charge équivalente des dommages et des spectres de charges 166
B.5 Exemples d'évaluation de l'incertitude 166
B.5.1 Exemple d'étalonnage par dérivation analytique du couple de mât 166
B.6 Détermination et utilisation de la matrice d'étalonnage 174
B.6.1 Détermination de la matrice d'étalonnage 174
B.6.2 Utilisation de la matrice d'étalonnage 175
B.6.3 Séries temporelles 176
Annexe C (informative) Présentation des échantillons des mesurages et de l'analyse des charges mécaniques 178
C.1 Généralités 178
Annexe D (informative) Recommandations pour les mesurages en pleine mer 190
Annexe E (informative) Validation des modèles de charge 192
E.1 Généralités 192
E.2 Méthodes de comparaison des charges 193
E.2.1 Échantillonnage statistique 193
E.2.2 Fonctions spectrales 195
E.2.3 Spectres de fatigue 196
E.2.4 Méthode point par point 197
Annexe F (informative) Méthodes d'identification des tendances de vitesse du vent 199
F.1 Liste des symboles 199
F.2 Généralités 199
F.3 Méthodes d'identification des tendances 200
F.4 Procédure continue 204
Annexe G (informative) Considérations relatives à l'acquisition de données 205

G.1 Système d'acquisition de données 205
G.1.1 Généralités 205
G.1.2 Résolution 205
G.1.3 Modèle d'échantillonnage et filtrage 206
G.1.4 Autres considérations 208
Annexe H (informative) Étalonnage des charges 210
H.1 Généralités 210
H.2 Étalonnage des charges gravitationnelles de flexion des pales 210
H.3 Étalonnage analytique des moments de flexion du mât 211
H.4 Étalonnage des charges externes du couple du rotor 212
Annexe I (informative) Dérive de température 214
I.1 Généralités 214
I.2 Problèmes identifiés 214
I.3 Recommandations 215
Annexe J (informative) Mesurages des charges mécaniques sur les éoliennes à axe vertical 217
J.1 Généralités 217
J.2 Termes et définitions 217
J.3 Systèmes de coordonnées 218
J.4 Grandeurs à mesurer 219
J.4.1 Charges fondamentales 219
J.5 Mesurages 219
J.5.1 Mesurage des moments de flexion des fixations de pales 219
J.5.2 Moment de flexion de mi-envergure des pales 219
J.5.3 Fréquence modale/amortissement des pales 220
J.5.4 Moment de flexion des entretoises de liaison 220
J.5.5 Force axiale des entretoises de liaison 220
J.5.6 Fréquence modale/amortissement des entretoises de liaison 220
J.5.7 Couple de l'arbre du rotor 220
J.5.8 Flexion normale du mât 220
Bibliographie 221

Figure 1 – Charges fondamentales d'une éolienne: charges de la base du mât, du rotor et des pales 132
Figure A.1 – Système de coordonnées de la pale 156
Figure A.2 – Système de coordonnées du moyeu 157
Figure A.3 – Système de coordonnées de la nacelle 158
Figure A.4 – Système de coordonnées du mât 158
Figure A.5 – Désalignement d'orientation 159
Figure A.6 – Angle conique et angle d'inclinaison 159
Figure B.1 – Explication des symboles utilisés 172
Figure C.1 – Vitesse du vent à hauteur du moyeu en fonction de la durée 178
Figure C.2 – Intensité de turbulence à hauteur du moyeu en fonction de la vitesse du vent à hauteur du moyeu 179
Figure C.3 – Tendance de l'intensité de turbulence en fonction de la vitesse du vent à hauteur du moyeu 179

Figure C.4 – Matrice de capture générale avec toutes les voies de charges en fonctionnement 180
Figure C.5 – Exemple d'éolienne IEC à une vitesse de 9,1 m/s – Grandeurs de fonctionnement et météorologiques de l'éolienne 181
Figure C.6 – Exemple d'éolienne IEC à une vitesse de 9,1 m/s – Composantes de charges principales 182
Figure C.7 – Statistiques sur 10 min pour la flexion dans le sens de la traînée du pied de pale 1 183
Figure C.8 – Densité spectrale de puissance de la flexion dans le sens de la traînée du pied de pale 1 185
Figure C.9 – Spectre cumulé de comptage des demi-cycles pour la flexion dans le sens de la traînée du pied de pale 1 pendant la période d'essai 186
Figure C.10 – Exemple d'éolienne IEC avec arrêt normal à une vitesse de 9,5 m/s – Grandeurs de fonctionnement et météorologiques de l'éolienne 188
Figure C.11 – Exemple d'éolienne IEC avec arrêt normal à une vitesse de 9,5 m/s – Composantes de charges principales 189
Figure D.1 – Exemple de spectre de la vague et de réponse du monopieu 190
Figure D.2 – Exemple de spectre de la vague 191
Figure E.1 – Données mesurées 193
Figure E.2 – Données simulées 193
Figure E.3 – Comparaison des statistiques sur 10 min moyennées et échantillonnées de la vitesse du vent 194
Figure E.4 – Comparaison des charges équivalentes à 1 Hz 195
Figure E.5 – Comparaison des charges équivalentes à 1 Hz (par échantillonnage de la vitesse du vent) 195
Figure E.6 – Comparaison des fonctions DSP 196
Figure E.7 – Comparaison des spectres de fatigue 197
Figure E.8 – Comparaison point par point des historiques de la vitesse du vent 198
Figure E.9 – Comparaison point par point des historiques de charges 198
Figure F.1 – Comparaison de la vitesse du vent mesurée (v_{mes}), de la vitesse du vent filtrée par lissage (v_{filt}) et de la vitesse du vent sans tendance résultante (v_{HP}) 200
Figure F.2 – Différences des intensités de turbulence calculées avec la vitesse du vent non filtrée et filtrée par rapport à la vitesse du vent mesurée moyenne 202
Figure F.3 – Rapport des intensités de turbulence calculées avec la vitesse du vent non filtrée et filtrée par rapport à la vitesse du vent mesurée moyenne 203
Figure G.1 – Contrôle de lissage 206
Figure I.1 – Observation de la dispersion des valeurs moyennes d'origine sur 10 min du moment de traînée des pales associé au même signal après une compensation de température (en bleu foncé) 214
Figure I.2 – Régression linéaire par les décalages déduits des différentes sessions d'étalonnage 216
Figure J.1 – EAV de type Darrieus 218
Figure J.2 – EAV de type Darrieus hélicoïdale 218

Tableau 1 – Cas de charges de mesure en fonctionnement stable par rapport aux cas de charges pour la conception définis dans l'IEC 61400-1 125
Tableau 2 – Mesurage des cas de charge transitoires par rapport aux cas de charges pour la conception définis dans l'IEC 61400-1 125

Tableau 3 – Cas de charges de mesure pour la caractérisation dynamique 126
Tableau 4 – Matrice de capture pour une production électrique normale pour les éoliennes à pas fixe 128
Tableau 5 – Matrice de capture pour une production électrique normale pour les éoliennes autres que les éoliennes à pas fixe 129
Tableau 6 – Matrice de capture pour une éolienne immobilisée 130
Tableau 7 – Matrice de capture pour des événements transitoires normaux 130
Tableau 8 – Matrice de capture pour des événements autres que des événements transitoires normaux 130
Tableau 9 – Grandeurs de charges fondamentales d'une éolienne 131
Tableau 10 – Grandeurs de charges supplémentaires pour les éoliennes avec une puissance de sortie assignée supérieure à 1 500 kW et un diamètre de rotor supérieur à 75 m 133
Tableau 11 – Grandeurs météorologiques 133
Tableau 12 – Grandeurs de fonctionnement d'une éolienne 134
Tableau 13 – Résumé des méthodes d'étalonnage appropriées 141
Tableau B.1 – Composantes de l'incertitude 167
Tableau B.2 – Valeurs et incertitudes de calcul 171
Tableau C.1 – Données échantillonnées pour la flexion dans le sens de la traînée du pied de pale 1 185
Tableau C.2 – Matrice de capture transitoire pour un démarrage et un arrêt dans des conditions normales 187
Tableau C.3 – Description statistique succincte pour un arrêt normal, dans le cas de l'exemple d'éolienne IEC à une vitesse de 9,5 m/s 187
Tableau G.1 – Fréquences significatives de l'éolienne 207
Tableau G.2 – Rapport d'échantillonnage 207
Tableau J.1 – Recommandations minimales pour les grandeurs de charges fondamentales d'une EAV 219

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

_____

ÉOLIENNES –

Partie 13: Mesurage des charges mécaniques

AVANT-PROPOS

1) La Commission Electrotechnique Internationale (IEC) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de l'IEC). L'IEC a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, l'IEC – entre autres activités – publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de l'IEC"). Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec l'IEC, participent également aux travaux. L'IEC collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
2) Les décisions ou accords officiels de l'IEC concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de l'IEC intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
3) Les Publications de l'IEC se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de l'IEC. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que l'IEC s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; l'IEC ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de l'IEC s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de l'IEC dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de l'IEC et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
5) L'IEC elle-même ne fournit aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de l'IEC. L'IEC n'est responsable d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à l'IEC, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de l'IEC, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de l'IEC ou de toute autre Publication de l'IEC, ou au crédit qui lui est accordé.
8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
9) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Publication de l'IEC peuvent faire l'objet de droits de brevet. L'IEC ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de brevets et de ne pas avoir signalé leur existence.

Cette version consolidée de la Norme IEC officielle et de son amendement a été préparée pour la commodité de l'utilisateur.

L'IEC 61400-13 édition 1.1 contient la première édition (2015-12) [documents 88/511/CDV et 88/554/RVC] et son amendement 1 (2021-12) [documents 88/795/CDV et 88/821/RVC].

Cette version Finale ne montre pas les modifications apportées au contenu technique par l'amendement 1. Une version Redline montrant toutes les modifications est disponible dans cette publication.

La Norme internationale IEC 61400-13 a été établie par le comité d'études 88: Éoliennes, de l'IEC.

Cette norme remplace l'IEC TS 61400-13 parue en 2001. Cette première édition constitue une révision technique, ainsi que la transposition d'une spécification technique en Norme internationale.

Cette première édition inclut les changements suivants par rapport à la spécification technique:

a) le domaine d'application de ce document se concentre sur les mesurages de charge à des fins de validation de modèle;
b) un nombre de cas de mesurages de charge est réduit pour être en accord avec le nouveau domaine d'application;
c) des exigences sont réduites pour la matrice de capture pour être en accord avec le nouveau domaine d'application;
d) des exigences sont mises à jour pour la prise en compte de la technologie de l'état de l'art.

Cette publication a été rédigée selon les Directives ISO/IEC, Partie 2.

Une liste de toutes les parties de la série IEC 61400, publiées sous le titre général *Eoliennes*, peut être consultée sur le site web de l'IEC.

Le comité a décidé que le contenu de la publication de base et de son amendement ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de l'IEC sous webstore.iec.ch dans les données relatives à la publication recherchée. A cette date, la publication sera

- reconduite,
- supprimée,
- remplacée par une édition révisée, ou
- amendée.

IMPORTANT – Le logo *"colour inside"* qui se trouve sur la page de couverture de cette publication indique qu'elle contient des couleurs qui sont considérées comme utiles à une bonne compréhension de son contenu. Les utilisateurs devraient, par conséquent, imprimer cette publication en utilisant une imprimante couleur.

INTRODUCTION

Dans le processus de conception structurelle d'une éolienne, une connaissance approfondie, ainsi qu'une quantification exacte, des charges sont de première importance.

Dans la phase de conception, les charges peuvent être prévues au moyen de modèles et de codes aéroélastiques. Toutefois, ces modèles ont leurs insuffisances et incertitudes, et il est toujours nécessaire de les valider par un mesurage.

Les mesurages des charges mécaniques peuvent être utilisés à la fois comme base de conception et comme base de certification. Les aspects de conception propres aux éoliennes sont traités par l'IEC 61400-1, tandis que les procédures de certification sont décrites dans l'IEC 61400-22. La présente norme est destinée au laboratoire d'essai, au fabricant d'éoliennes et à l'organisme de certification, et définit clairement les exigences minimales concernant un essai de charges mécaniques qui produit des résultats de grande qualité, cohérents et reproductibles.

INTRODUCTION à l’Amendement 1

Le présent amendement à l’IEC 61400-13:2015 traite des erreurs rencontrées dans l’Annexe B, qui affectent une partie significative de cette annexe.

ÉOLIENNES –

Partie 13: Mesurage des charges mécaniques

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 61400 décrit le mesurage des charges structurelles fondamentales sur les éoliennes à des fins de validation des modèles de simulation de charges. La norme spécifie les exigences et recommandations concernant le choix du site, la sélection des signaux, l'acquisition des données, l'étalonnage, la vérification des données, les cas de charges de mesure, la matrice de capture, le post-traitement, la détermination de l'incertitude et les rapports d'essai. Des annexes informatives sont également fournies pour améliorer la compréhension des méthodes d'essai.

Les méthodes décrites dans le présent document peuvent également être utilisées pour les mesurages des charges mécaniques à d'autres fins telles que l'obtention d'une représentation statistique mesurée des charges, des mesurages directs des charges pour la conception, les essais relatifs à la sécurité et au fonctionnement ou le mesurage des charges des composants. Lorsque ces méthodes sont utilisées pour un autre objectif ou pour un modèle d'éolienne non classique, il convient d'évaluer les signaux, cas de charges de mesure, matrice de capture et méthodes de post-traitement exigés, et de les ajuster, si nécessaire, pour répondre à cet objectif.

Ces méthodes sont destinées aux éoliennes à axe horizontal (EAH) productrices d'électricité sur terre, avec des surfaces balayées par le rotor supérieures à 200 m^2. Toutefois, les méthodes décrites peuvent être applicables à d'autres éoliennes (par exemple, petites éoliennes, éoliennes carénées, éoliennes à axe vertical).

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités en référence de manière normative, en intégralité ou en partie, dans le présent document et sont indispensables pour son application. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

IEC 60050 (toutes les parties), *Vocabulaire électrotechnique international* (disponible sur <http://www.electropedia.org/>)

IEC 61400-1:2005, *Wind turbines – Part 1: Design requirements* (disponible en anglais seulement)

IEC 61400-12-1, *Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines* (disponible en anglais seulement)

ISO/IEC Guide 98-3, *Incertitude de mesure – Partie 3: Guide pour l'expression de l'incertitude de mesure*